

## پاسخ داده‌های لرزه‌نگاری به تزریق گاز به مخازن هیدروکربنی با اهداف ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی زیرزمینی

رضا فلاحت<sup>\*۱</sup>

<sup>۱</sup> استادیار، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، تبریز، ایران

(تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۰۶/۳۱، تاریخ پذیرش: ۱۳۹۶/۱۱/۲۸)

### چکیده

گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی به صورت مستقل و یا به صورت کلاهدک گازی در مخازن نفتی وجود دارد. در کنار آن، گاز با هدف ازدیاد برداشت (IOR/EOR) و یا با هدف ذخیره‌سازی زیرزمینی، به مخازن هیدروکربنی تزریق می‌شود. در موارد قابل توجهی از پروژه‌های تزریق گاز، ناهمگنی (Heterogeneity) مخازن زیرزمینی و وجود گسل‌ها، باعث حرکت گاز به مکان‌ها و لایه‌های ناخواسته می‌شود که باعث عدم تأمین هدف اصلی پروژه می‌گردد. برای رفع این نگرانی و پایش (Monitoring) تزریق گاز زیرزمینی با اهداف ازدیاد برداشت و یا ذخیره‌سازی، از داده‌های لرزه‌نگاری چهاربعدی استفاده می‌شود که در حقیقت تکرار لرزه‌نگاری سه‌بعدی در زمان‌های متوالی است. در سال‌های اخیر موفقیت‌های قابل توجهی از کاربرد این تکنیک نسبتاً جدید ارائه شده است. با وجود این موفقیت‌های کیفی، مشکلات فراوانی در زمینه محاسبات کمی در صورت وجود گاز در مخازن زیرزمینی گزارش شده است. مبنای این مشکلات پاسخ کاملاً غیر خطی گاز به پارامترهای کشسانی سنگ از قبیل سرعت صوت بوده است. در صورت تزریق گاز به سنگ‌های حاوی آب و همچنین نفت، کاهش شدیدی در سرعت صوت به‌زای افزایش چند درصد گاز ایجاد می‌شود؛ اما با افزایش بیشتر اشباع‌شدگی گاز، تغییری در سرعت صوت ایجاد نمی‌شود. این مورد باعث نتیجه‌گیری کلی عدم کارایی داده‌های لرزه‌نگاری برای محاسبه تغییرات اشباع‌شدگی گاز شده است. در این کار پژوهشی، اقدام به درک توزیع و پراکندگی گاز در داخل مخازن هیدروکربنی و در مقیاس مخزن گردید و مشاهده شد که توزیع گاز در مقیاس مخزن متفاوت از توزیع آن در مقیاس آزمایشگاهی است. با تزریق گاز به مخازن هیدروکربنی، گاز به قسمت‌های بالای مخازن مهاجرت کرده و در زمان اندکی، به اشباع‌شدگی ثابتی با نام اشباع‌شدگی گاز بیشینه (برابر  $1-S_{wir}$ ) می‌رسد. با ادامه تزریق گاز، ضخامت گاز از بالای مخزن و به سمت پایین شروع به افزایش می‌کند ولی اشباع‌شدگی گاز ثابت می‌ماند؛ بنابراین تنها متغیر موجود، ضخامت گاز خواهد بود و بر خلاف مقیاس آزمایشگاهی، اشباع‌شدگی گاز تقریباً ثابت است. این مشاهده باعث ارائه پاسخ‌های مناسب برای لرزه‌نگاری چهاربعدی (و همچنین سه‌بعدی) شد. دو نشانگر اصلی لرزه‌نگاری چهاربعدی، تغییرات دامنه (Amplitude Change) و شیفت زمانی (Timeshift) برای این کار انتخاب شدند. این پاسخ‌ها به صورت تحلیلی استخراج شده و به صورت عددی بررسی گردیدند. صحت معادلات ارائه شده با استفاده از مدل‌های مختلف با ضخامت‌ها و ناهمگنی‌های متفاوت بررسی شدند و مشاهده شد که برای تزریق گاز به مخازنی با کیفیت متوسط تا خوب، پاسخ نشانگرهای لرزه‌نگاری به ضخامت گاز تزریق شده (و یا حجم گاز تزریق شده) به صورت خطی می‌باشد؛ بنابراین داده‌های لرزه‌نگاری قادر به نشان دادن حجم گاز تزریق شده در قسمت‌های مختلف به صورت کمی است. صحت نتایج اخذ شده در این کار تحقیقی نیاز به مطالعه بیشتر در مخازن با کیفیت پایین (تخلخل و تراوایی بسیار پایین) دارد.

**واژه‌های کلیدی:** لرزه‌نگاری سه‌بعدی و چهاربعدی، تزریق گاز، ذخیره‌سازی گاز، ازدیاد برداشت

## ۱ مقدمه

گاز طبیعی دارای مدول بالک بسیار کوچکی در مقایسه با سایر سیالات زیرزمینی است. شکل ۱ تأثیر تغییرات اشباع‌شدگی گاز بر روی سرعت صوت در سنگ‌ها را نشان می‌دهد. این شکل‌ها در آزمایشگاه تولید شده‌اند و توسط معادلات متعددی از قبیل معادله گاسمن (۱۹۵۱) تأیید شده‌اند. شکل ۱ نمایشگر پاسخ کاملاً غیرخطی افزایش اشباع‌شدگی گاز بر روی پارامترهای لرزه‌نگاری از قبیل سرعت صوت دارد (دومنیکو، ۱۹۷۴). پاسخ مشابهی برای گاز دی‌اکسید کربن گزارش شده است (لاملی و همکاران، ۲۰۰۸). نگاه دقیق‌تر بر روی شکل ۱ نمایانگر آن است که افزایش چند درصد گاز (معمولاً زیر ۱۵ درصد) باعث کاهش شدید سرعت صوت در سنگ می‌شود. با افزایش زیاد اشباع‌شدگی گاز در سنگ‌ها، تغییرات قابل توجهی در سرعت صوت به وجود نمی‌آید. به‌عنوان مثال همان‌طور که در شکل ۱-الف نشان داده شده است، سرعت صوت در سنگ‌هایی با اشباع‌شدگی گاز ۲۰ درصد، تقریباً برابر حالت‌هایی با اشباع‌شدگی گاز بالاتر از قبیل ۸۵ درصد گاز است. این مثال‌ها در ادبیات پیشینه لرزه‌نگاری باعث نتیجه‌گیری سطحی و احتمالاً ناصحیح زیر شده است (زیرا پروژه‌های موفقیت‌آمیز متعددی در مناطق مختلف دنیا گزارش شده است):

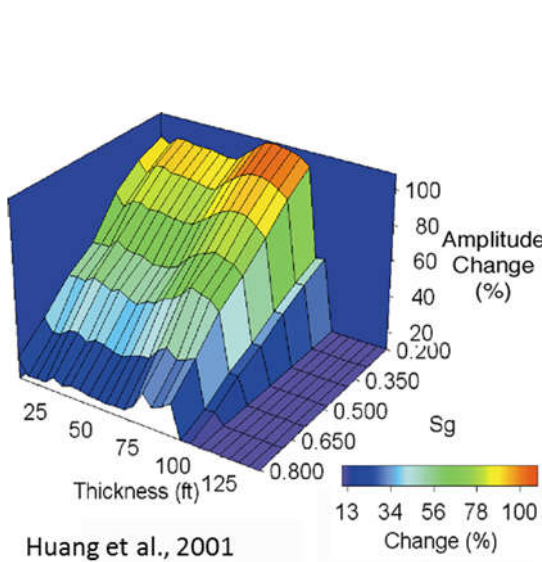
- لرزه‌نگاری سه‌بعدی و یا چهاربعدی قادر به اندازه‌گیری دقیق و کمی اشباع‌شدگی و یا تغییرات اشباع‌شدگی گاز در مخازن هیدروکربنی نیستند (لاملی و همکاران، ۲۰۰۸)
- لرزه‌نگاری فقط قادر به ثبت حضور گاز است ولی قادر به تفکیک اقتصادی بودن اشباع‌شدگی گاز از درصدهای کم غیر اقتصادی نمی‌باشند (لاملی و همکاران، ۲۰۰۸)
- لرزه‌نگاری چهاربعدی قادر به پایش مخازن هیدروکربنی به صورت

کمی در حضور گاز نخواهند بود و یا همراه با خطا می‌باشد.

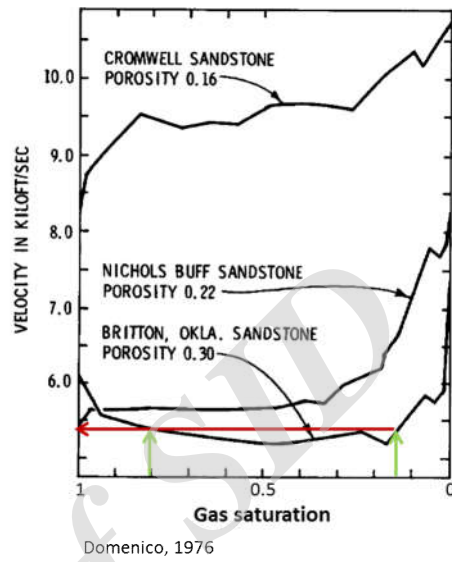
گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی و در شرایط دما و فشار مشخصی به صورت مخازن گاز مستقل و یا به صورت کلاهک گازی در مخازن نفتی وجود دارد. همچنین گاز (متان و یا دی‌اکسید کربن) با هدف ازدیاد برداشت (IOR/EOR)، ذخیره‌سازی زیرزمینی و یا انباشت باطله به مخازن زیرزمینی تزریق می‌شود. سرنوشت گاز تزریق شده و مسیر حرکت و انباشت آن یکی از نقاط کلیدی در خصوص ادامه یافتن پروژه خواهد بود. نشت گاز یکی از مشکلات پروژه‌های تزریق گاز با هدف ذخیره‌سازی و ازدیاد برداشت است. با توجه به عدم قطعیت‌های قابل توجه در شناخت ارتباط پیکره‌های سنگی (Geobody) با همدیگر و همچنین وجود گسل‌ها و شکستگی‌های متعدد پیش‌بینی نشده، مخزن زیرزمینی انتخاب شده به راحتی می‌تواند قابلیت نشت گاز و حرکت آن به لایه‌های دیگر و حتی رسیدن به سطح زمین شود. برای پایش حرکت گاز در زیرزمین معمولاً داده‌های لرزه‌نگاری چهاربعدی انتخاب می‌شوند (فلاحت، ۲۰۱۲). اگر به دلایل مشروح در بالا (مرتبط با شکل ۱) لرزه‌نگاری چهاربعدی نتواند به صورت کمی تغییرات اشباع‌شدگی گاز را محاسبه نماید، کاربرد این روش پرهزینه اطلاعات قابل توجهی را نصیب مدیران پروژه نخواهد کرد. یکی از اهداف اصلی در طی پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز، تولید دوباره گاز تزریق شده است؛ بنابراین دانستن مسیر اصلی حرکت گاز و مکان‌های انباشته شده گاز بسیار حیاتی می‌باشد. داده‌های چاه معمولاً حاوی اطلاعات با ارزشی هستند اما گسترش محدودی اطراف چاه را نمایش می‌دهند و اطلاعات کافی بین چاه‌ها و به صورت سه‌بعدی را در اختیار نمی‌گذارند. با درک صحیح پاسخ‌های لرزه‌نگاری به اشباع‌شدگی گاز، داده‌های لرزه‌نگاری می‌تواند به عنوان داده کلیدی و جامع

به‌عنوان مثال آیا می‌توان پروژه را به صورت فعلی ادامه داد و یا نیاز به حفر چاه‌های تازه می‌باشد.

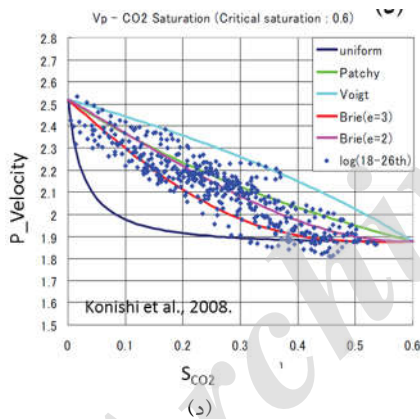
در این پروژه‌ها مطرح شود و اطلاعات لازم در خصوص نحوه هدایت پروژه را در اختیار تیم اجرایی قرار دهد که



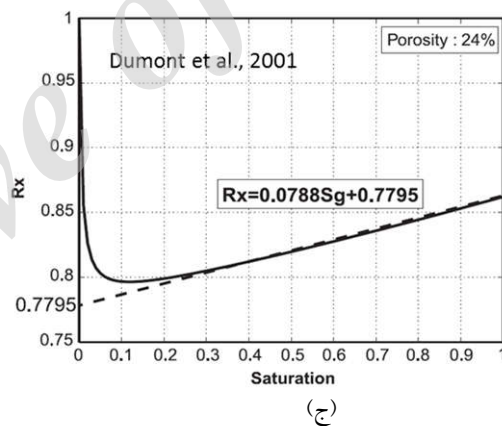
(ب)



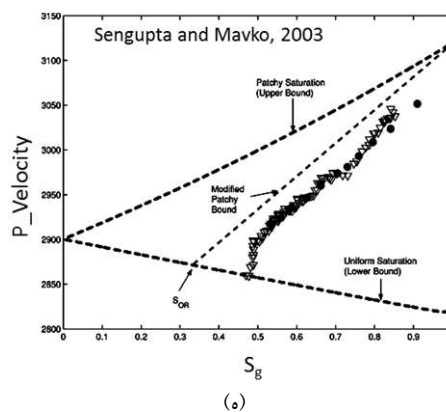
(الف)



(د)



(ج)



(ه)

شکل ۱. سرعت صوت تراکمی در مقابل تغییرات اشباع‌شدگی گاز در (الف) سنگ‌های ماسه‌سنگی (دومنیکو، ۱۹۷۶)، و ارائه شده توسط: (ب) هوانگ، ۲۰۰۱، (ج) دومونت و همکاران، ۲۰۰۱، (د) کونیشی و همکاران، ۲۰۰۸ و (ه) سنگوپتا و ماوکو، ۲۰۰۳.

تعدد این مثال‌ها نشانگر آن است که گاز توسط محققین و متخصصین لرزه‌نگاری به صورت مناسبی بررسی و فهمیده نشده است که می‌تواند در اثر کمبود اطلاعات از نحوه گسترش و پراکندگی گاز در مخازن زیرزمینی باشد. ادبیات پیشینه لرزه‌نگاری از روی آزمایش‌های انجام شده در آزمایشگاه شکل گرفته است که منجر به استفاده از روابط متعدد و بعضاً ناصحیح در مقیاس مخزن شده است. در حالی که نحوه گسترش و پراکندگی گاز در نمونه کوچک آزمایشگاهی متفاوت از توزیع آن در مقیاس مخزن است و پاسخ‌های لرزه‌نگاری به احتمال زیاد حساسیت بالایی به نحوه توزیع گاز در مخازن دارد. علاوه بر آن نحوه انجام آزمایش‌ها بر نتایج به دست آمده تأثیر فراوانی دارد. ناهمگونی مخازن یکی از مسائل مهم تأثیرگذار در توزیع گاز در مخازن است که احتمالاً تأثیراتی در پاسخ‌های لرزه‌نگاری خواهد داشت که این موضوع در آزمایش‌های انجام شده کمتر قابل مشاهده است؛ و نهایتاً برخی از عوامل مانند نیروی جاذبه، تأثیر قابل توجهی در نحوه گسترش گاز در مخازن می‌گذارد در حالی که این نیروها در مقیاس آزمایشگاهی تأثیر جزئی و قابل اغماض دارند. به عنوان نتیجه مباحث مطروحه، می‌توان مشاهده نمود که عمومیت دادن مشاهدات آزمایشگاهی برای پی بردن به پاسخ‌های لرزه‌نگاری به تغییرات اشباع‌شدگی گاز احتمالاً همراه با خطای قابل توجه خواهد بود. در این کار تحقیقی اقدام به بررسی توزیع و پراکندگی گاز در مقیاس مخزن شده است و با استفاده از نتایج به دست آمده، اقدام به مدل‌سازی پاسخ لرزه‌نگاری به وجود گاز در مخازن به صورت انباشته طبیعی (مخازن گاز) و یا به صورت گاز تزریق شده با هدف ازدیاد برداشت و یا ذخیره‌سازی زیرزمینی می‌شود.

گاز (متان و یا دی‌اکسید کربن) با هدف ازدیاد برداشت مخازن هیدروکربنی هم به صورت قابل توجهی به مخازن تزریق می‌شود. هدف این گونه پروژه‌ها می‌تواند کنترل فشار مخازن و یا هدایت بهینه نفت به سمت چاه‌های تولیدی با هدف تولید بیشتر نفت و تولید کمتر آب و یا گاز باشد؛ و یا با اهداف محیط‌زیستی و جمع کردن و تزریق گازهای آلاینده محیط‌زیست به مخازن زیرزمینی تزریق شود. در این گونه پروژه‌ها هم با درک صحیح پاسخ کمی لرزه‌نگاری به اشباع‌شدگی گاز می‌توان به تغییرات اشباع‌شدگی گاز، آب و نفت دست یافت و همچنین تغییرات فشار مخازن را با استفاده از داده‌های لرزه‌نگاری چهاربعدی حساب نمود.

مطالعات مذکور در بالا، نیاز به داده‌های لرزه‌نگاری سه و چهاربعدی را برای پروژه‌های تزریق گاز با اهداف ذخیره‌سازی زیرزمینی و یا ازدیاد برداشت و همچنین شناسایی صحیح و اکتشاف مخازن گاز نمایانگر می‌سازد؛ اما مطالعه پیشینه لرزه‌نگاری گویای آن است که پاسخ صحیح لرزه‌نگاری به گاز هنوز درک نشده است. در ادبیات پیشینه لرزه‌نگاری، روابط متعددی برای این منظور ارائه شده است که گاهی متضاد همدیگر هستند (شکل ۱). داده‌های آزمایشگاه نشانگر پاسخ کاملاً غیرخطی لرزه‌نگاری به تغییرات اشباع‌شدگی گاز است (به عنوان مثال شکل ۱-الف: دومنیکو، ۱۹۷۴ و هان و بتزل، ۲۰۰۲). رابطه خطی برای این کار توسط هوانگ و همکاران، ۲۰۰۱ ارائه و استفاده شده است (شکل ۱-ب). دومونت و همکاران (۲۰۰۱) رابطه خطی ولی با شیب منفی در مقایسه با هوانگ و همکاران (۲۰۰۱) استفاده نموده است (شکل ۱-ج). در نهایت روابط بینابین میان رابطه خطی و کاملاً غیرخطی توسط محققین متعددی از قبیل سنگوپتا و ماوکو، ۲۰۰۳، واگنر و همکاران (۲۰۰۴) و کونیشی و همکاران (۲۰۰۸) پیشنهاد شده است (شکل‌های ۱-د و ۱-ه).

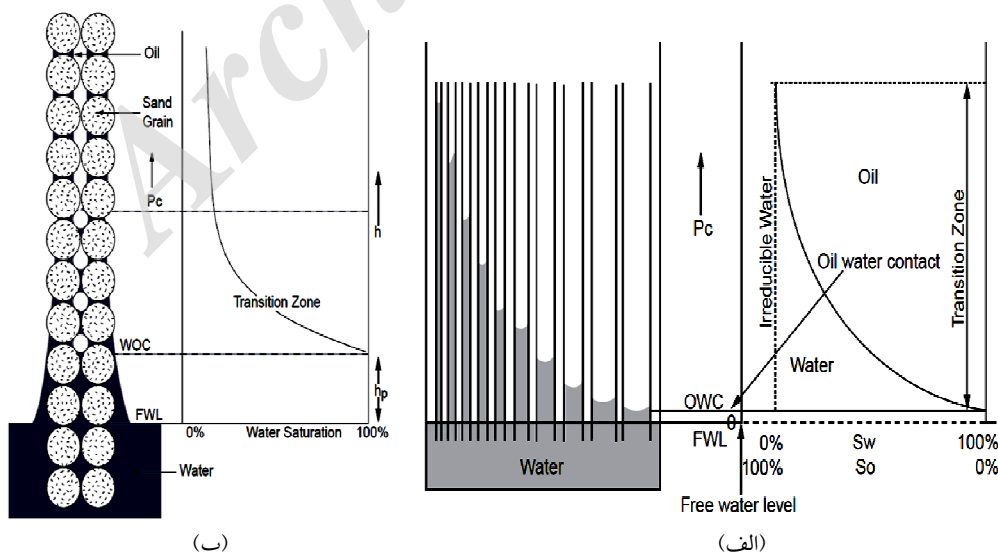
## ۲ توزیع و پراکندگی گاز در مقیاس مخزن

جهت پی بردن به پراکندگی و توزیع عمودی گاز در مخازن هیدروکربنی، از مفهوم فشار موینگی استفاده می‌شود. فشار موینگی به صورت زیر و با استفاده از اختلاف چگالی و تنش سطحی تعریف می‌شود (تیاب و دونالدسون، ۲۰۰۴):

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_c} = gh(\rho_w - \rho_o), \quad (1)$$

که  $P_c$ ،  $\sigma$  و  $\theta$  به ترتیب نمایانگر فشار موینگی، تنش سطحی و زاویه تماس هستند. همچنین  $h$ ،  $\rho_w$  و  $\rho_o$  به ترتیب نماینده شعاع حفرات، ارتفاع از سطح مینا، چگالی آب و نفت هستند. فشار موینگی از سطح آزاد آب (Free Water Level - FWL) و از مقدار صفر به سمت بالا شروع به افزایش می‌کند. شکل ۲ رفتار حفرات و منحنی فشار موینگی را به صورت شماتیک نشان می‌دهد. در بالای سطح تماس نفت با آب، اشباع‌شدگی آب با افزایش ارتفاع کاهش می‌یابد. معمولاً یک زونی با اشباع‌شدگی ۱۰۰ درصد آب در قسمت‌های پایینی

مخزن وجود دارد و این اشباع‌شدگی آب تا جایی که بزرگ‌ترین حفرات ادامه دارد می‌تواند حضور داشته باشد ( $h_p$  در شکل ۲-ب). محدوده بالایی این فاصله با نام سطح تماس آب و گاز (یا آب و نفت) نامیده می‌شود. در بالای این سطح تماس، به دلیل اینکه بزرگ‌ترین حفرات وجود آب را با عمل موینگی باعث می‌شوند، اشباع‌شدگی آب کم می‌شود. در این محدوده (بالای سطح تماس آب و گاز)، هم آب و هم گاز حضور دارند ولی اشباع‌شدگی آب با افزایش ارتفاع کم می‌شود تا به مقدار اشباع‌شدگی کاهش نیافتنی می‌رسد. فاصله سطح تماس هیدروکربن با آب (که حاوی ۱۰۰ درصد آب است) تا ارتفاع اشباع‌شدگی کاهش نیافتنی آب (Irreducible Water -  $S_{wir}$ ) با نام زون انتقالی (Transition Zone) نامیده می‌شود. بالای زون انتقالی، اشباع‌شدگی آب ثابت بوده ( $S_{wir}$ ) و فشار موینگی مستقل از ارتفاع می‌شود. زون انتقالی تنها قسمت مخزن است که در آن اشباع‌شدگی آب و گاز تغییر می‌کند بنابراین دانستن اندازه این زون (ضخامت عمودی) و پارامترهایی که آن را کنترل می‌کنند ضروری به نظر می‌رسد.



شکل ۲. منحنی فشار موینگی برای (الف) تیوب و (ب) محیط متخلخل (تیاب و دونالدسون، ۲۰۰۴).

(به‌عنوان مثال دانش، ۱۹۹۸؛ فیروزآبادی، ۱۹۹۹؛ تیاب و دونالدسون، ۲۰۰۴). به‌طور کلی نیروی کشش سطحی بالا منجر به تولید زون انتقالی بزرگ‌تر می‌گردد (مورو و ملروز، ۱۹۹۱). ولی باید توجه داشت که نیروی کشش سطحی بین گاز و آب با افزایش درجه حرارت و فشار کاهش می‌یابد؛ بنابراین نیروی کشش سطحی کمتری در شرایط مخزن قابل انتظار است. از طرف دیگر، نیروی کشش سطحی بین نفت و آب رفتاری کاملاً برعکس در مقابل فشار و درجه حرارت از خود نشان می‌دهد. علاوه بر آن، تغییر ترکیب گاز (افزایش اتان، پروپان و بوتان) و همچنین تغییر درجه شوری آب بر روی نیروی کشش سطحی تأثیر می‌گذارد؛ بنابراین نمی‌توان روند یکسانی برای تأثیر نیروی کشش سطحی بر روی زون انتقالی که در همه مخازن صادق باشد ارائه نمود زیرا بستگی به شرایط منطقه مورد مطالعه دارد.

در خصوص آبدوستی و نفت دوستی (Wettability)، اندازه زون انتقالی در زاویه‌های خنثی (حدود ۹۰ درجه) مقداری کوچک‌تر از زاویه‌های بالاتر و یا پایین‌تر است (مورو و ملروز، ۱۹۹۱). با در نظر گرفتن اینکه اندازه زاویه تماس و در نتیجه درجه آبدوستی و نفت دوستی سنگ بستگی به نوع سنگ و ترکیب سیال دارد، لذا عمومیت دادن تأثیر این پارامتر بر روی اندازه زون انتقالی مشکل خواهد بود.

به‌عنوان نتیجه‌گیری از مباحث ارائه شده، می‌توان گفت که برای موارد تزریق گاز به مخازن زیرزمینی که تخلخل و تراوایی متوسط و بالایی دارند، شکل نمودار موینگی بسیار شارپ بوده و بنابراین اندازه زون انتقالی بسیار کوچک و قابل اغماض خواهد بود؛ زیرا در این گونه موارد اختلاف چگالی بین گاز و آب (یا گاز و نفت) زیاد بوده و همچنین مخزن تراوایی خوبی دارد. صحت این نتیجه‌گیری در بخش بعدی توسط مدل‌سازی و شبیه‌سازی آزموده می‌شود.

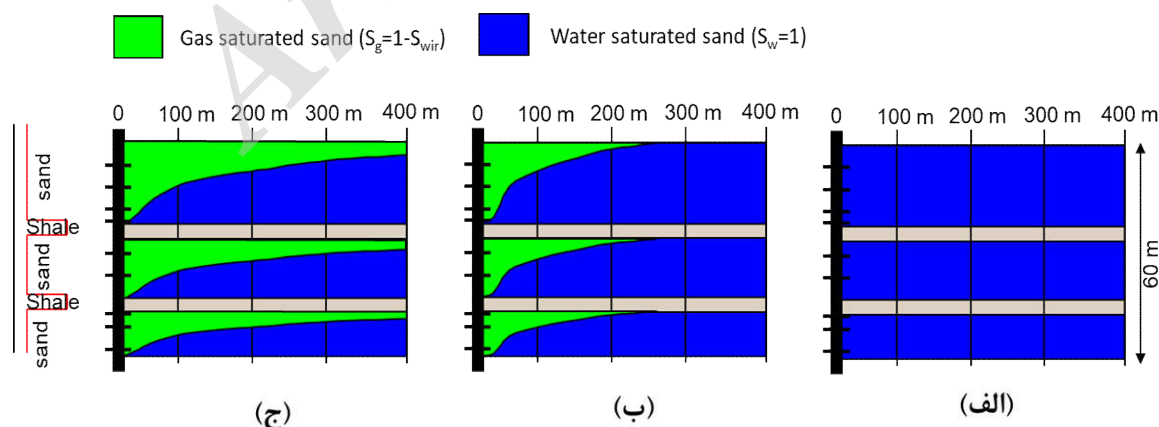
ضخامت و اندازه زون انتقالی تابعی از فشار موینگی است که طبق رابطه (۱)، ارتباط مستقیمی با اندازه حفرات و توزیع آنها ( $r_c$ )، تنش سطحی ( $\sigma$ ) و آبدوستی دارد و ارتباط معکوس با اختلاف چگالی سیالات ( $\Delta\rho$ ) دارد. اندازه حفرات و توزیع آنها تأثیر قابل‌توجهی در شکل منحنی فشار موینگی و متعاقباً ارتفاع زون انتقالی دارد. تیاب و دونالدسون (۲۰۰۴) دو مورد با توزیع متفاوت حفرات و تراوایی را بررسی و مقایسه نموده و نتیجه گرفته‌اند که در حالتی که حفرات اتصال زیادی با هم داشته‌اند (تراوایی بالاتر)، اشباع‌شدگی آب کاهش نیافتنی در فشار موینگی پایین‌تر رسیده و در نتیجه زون انتقالی کوچک‌تری وجود خواهد داشت. مورو و ملروز (۱۹۹۱) مشاهدات مشابهی را گزارش نموده‌اند. نتایج کارهای ایشان گویای آن است که با افزایش شعاع فضاهای خالی (حجم فضای خالی) سنگ‌ها، اندازه زون انتقالی کاهش می‌یابد؛ بنابراین می‌توان گفت که در مخازن با کیفیت (مخازن با تراوایی و تخلخل بالا)، نمودار موینگی تیزتر (Sharp) خواهد بود که منتج به داشتن زون انتقالی کوتاه می‌شود.

پارامتر بعدی که تأثیر قابل‌توجهی بر روی اندازه زون انتقالی می‌گذارد، اختلاف چگالی بین پرکننده‌های فضاهای خالی سنگ‌های مخزنی است. به‌عنوان یک قانون کلی که از رابطه (۱) استنباط شده است می‌توان گفت که برای حالت‌های اختلاف چگالی زیاد (به‌عنوان مثال بین گاز و آب)، زون انتقالی کوچکی وجود دارد در حالی که برای اختلاف چگالی کم (به‌عنوان مثال بین نفت سنگین و آب)، زون انتقالی بسیار بزرگ و قابل‌توجه خواهد بود؛ بنابراین برای حالت‌های تزریق گاز به مخازن زیرزمینی، اندازه زون انتقالی کوچک و احتمالاً قابل اغماض است. در خصوص تأثیر نیروی کشش سطحی (IFT)، بحث‌های متعددی در مراجع مختلف می‌توان پیدا کرد که گویای تأثیر این پارامتر بر روی زون انتقالی است

گاز خواهد بود زیرا اشباع‌شدگی گاز تقریباً ثابت می‌باشد. برای ثبت و مشاهده ثابت ماندن اشباع‌شدگی گاز داخل ضخامت گاز، نیاز به ساخت مدل‌های استاتیکی و دینامیکی بسیار ریزدانه است که بتواند تأثیر اختلاف چگالی را در نظر بگیرد.

مقدار عددی اشباع‌شدگی گاز بیشینه (و یا آب کاهش نیافتنی) به پارامترهای مختلفی از قبیل اندازه فضای خالی، محتوا و پراکندگی کانی‌های رسی، اندازه ذرات تشکیل‌دهنده سنگ، چیدمان ذرات، آبدوستی، درجه حرارت و فشار بستگی دارد. محدوده بسیار وسیعی (۱۰ تا ۸۰٪) برای اشباع‌شدگی آب کاهش نیافتنی (اشباع‌شدگی گاز بیشینه) توسط محققین متعدد گزارش شده است (به‌عنوان مثال کوری و راتجنز، ۱۹۵۶، مورگان و گوردون، ۱۹۷۰، کیلان، ۱۹۷۶ و پنتلند و همکاران، ۲۰۰۸). روابط متعددی برای محاسبه اشباع‌شدگی آب کاهش نیافتنی ارائه شده است (تیمور، ۱۹۶۸) که این پارامترها ارتباط تخلخل، تراوایی و اشباع‌شدگی آب کاهش نیافتنی را بیان می‌کنند. به‌طور کلی، از روی این روابط می‌توان نتیجه گرفت که با افزایش تخلخل و تراوایی، اشباع‌شدگی آب کاهش نیافتنی کاهش می‌یابد و یا اشباع‌شدگی گاز بیشینه افزایش می‌یابد. علاوه بر تأثیر پارامترهای مطرح

مشاهدات و بحث‌های ارائه شده در سطور قبلی منتج به رسم شکل شماتیکی مشابه شکل ۳ بعد از تزریق گاز به مخازن زیرزمینی می‌شود. گاز تزریق شده به دلیل چگالی کوچک‌تر نسبت به آب، به سمت بالای مخزن حرکت کرده و باعث تشکیل کلاهک گازی می‌شود. اشباع‌شدگی گاز، برابر اشباع‌شدگی گاز بیشینه (برابر  $1-S_{wir}$ ) است و قسمت‌های پایینی مخزن (بخش پایه آبی) برابر با ۱۰۰ درصد اشباع‌شدگی آب می‌باشد. داخل ضخامت کلاهک گازی (که می‌توان آن را ضخامت گاز نام‌گذاری نمود) اشباع‌شدگی گاز ثابت و برابر  $1-S_{wir}$  است (شکل ۳). تنها متغیر، ضخامت گاز است که به‌صورت افقی تغییر می‌کند. بالاترین ضخامت گاز معمولاً در اطراف چاه‌های تزریقی بوده و با افزایش فاصله از چاه تزریقی، ضخامت گاز کمتر می‌شود. ضخامت گاز با تزریق گاز زیادتر می‌شود ولی اشباع‌شدگی گاز داخل ضخامت گاز تقریباً ثابت است (شکل ۳-ب و ج). البته مواردی از قبیل ناهمسانگردی و ناهمگنی مخزن بر روی پراکندگی گاز در اطراف چاه تزریقی تأثیر می‌گذارد که با استفاده از مدل‌های سه‌بعدی مخازن قابل مشاهده خواهند بود. بنابراین می‌توان جمع‌بندی کرد که پارامتر تأثیرگذار بر روی داده‌های لرزه‌نگاری، تغییرات ضخامت



شکل ۳. مدل شماتیک حرکت گاز تزریق شده در داخل سه لایه هموزن ماسه‌سنگی؛ (الف) قبل از تزریق گاز، (ب) بعد از تزریق گاز و (ج) ادامه تزریق گاز (فلاح و همکاران، ۲۰۱۱).

شده است. تزریق گاز در سال ۱۹۹۸ شروع شده و به مدت ۴ سال ادامه داشته است. لرزه‌نگاری پایه (Baseline Seismic) سه‌بعدی در سال ۱۹۹۳ برداشت شده و در سال‌های ۱۹۹۹، ۲۰۰۰ و ۲۰۰۲ به ترتیب بعد از ۲۵، ۳۷ و ۵۳ میلیارد فوت مکعب (BCF) تزریق گاز تکرار شده‌اند به عبارت دیگر بعد از یک سال، دو سال و چهار سال تزریق گاز، داده‌های لرزه‌نگاری سه‌بعدی جدیدی برداشت شده است. به دلیل نیاز به کنترل فشار و جلوگیری از افزایش شدید آن، نرخ تزریق گاز روزانه کنترل شده تا فشار بعد از افزایش اولیه حدود ۱۰۰۰ psi (تا سال ۱۹۹۹) به صورت تقریباً ثابت بماند. به دلیل کیفیت بالای ماسه‌سنگ‌های مورد تزریق گاز، تغییرات فشار در داخل مخزن به صورت سریع منتقل می‌شود که توسط مرز کانال و گسل‌ها محدود شده است؛ بنابراین فشار ثبت شده در داخل چاه تقریباً نمایانگر فشار داخل مخزن است.

#### ۴ مدل‌سازی و شبیه‌سازی فرآیند تزریق گاز

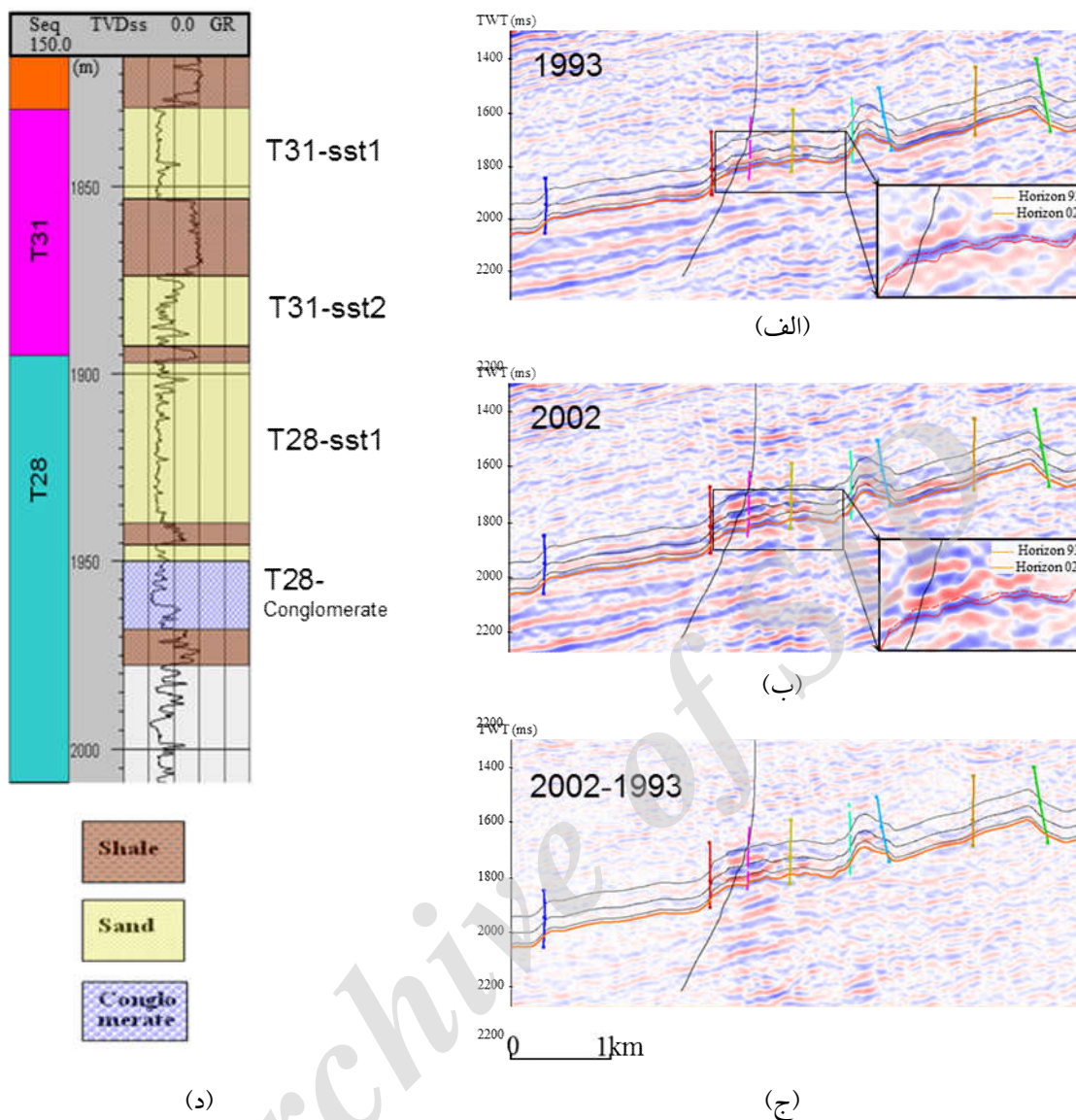
برای مطالعه توزیع و پراکندگی گاز در مخازن زیرزمینی، تعدادی مدل و شبیه‌سازی با ناهمسانگردی‌های متفاوت تولید شد. اطلاعات مورد نیاز این مدل‌ها از قبیل مشخصات پتروفیزیکی، زمین‌شناسی و فرآیند تزریق، از مدل اصلی منطقه مورد مطالعه (مشروح در بخش قبلی) اخذ شد. دلیل عدم استفاده مستقیم از مدل اصلی منطقه، نیاز به وجود مدلی بسیار ریزدانه است که بتواند توزیع صحیح گاز در مخازن را شبیه‌سازی نماید. انجام این کار در مدل اصلی با توجه به اندازه مدل، به زمان بسیار زیادی نیاز خواهد داشت و همچنین حالت‌های متنوع جهت بررسی اثر پارامترهای مختلف قابل تولید نخواهد بود. در این مطالعه، برای تمامی مدل‌ها، داده‌ها و سناریوهای واقعی استفاده شده‌اند. اندازه سلول‌های مدل به صورت  $6/5 \times 6/5 \times 0/5$  متر انتخاب شد و اندازه مدل  $800 \times 800 \times 19$  متر است. اولین مدل به صورت کاملاً هموزن (Homogeneous) با

شده، اشباع‌شدگی گاز بیشینه در مقیاس مخزن وابسته به عواملی از قبیل تراوایی نسبی، بالانس نیروهای تزریق، نیروی ثقل زمین و موینگی است. توزیع و پراکندگی گاز وابسته به ناهمسانگردی و ناهمگنی مخزن نیز می‌باشد که در مقیاس مخزن بررسی خواهند شد.

#### ۳ معرفی منطقه مورد مطالعه

منطقه مورد مطالعه که داده‌های آن در بخش‌های بعدی مورد استفاده قرار خواهد گرفت، یک مخزن ماسه‌سنگی توریدیتی (Turbidite Sandstone Reservoir) دریای شمال واقع در عمق ۲ کیلومتر می‌باشد که گاز متان به داخل ماسه‌سنگ‌های اشباع از آب تزریق شده است. مطالعات قبلی در این منطقه با استفاده از داده‌های نگاره‌های چاه‌نگاری، مغزه‌ها و لرزه‌نگاری منجر به تقسیم‌بندی ماسه‌سنگ‌ها به چند زیرگروه شده است. این واحدهای ماسه‌سنگی عمدتاً تمیز، دانه متوسط تا دانه درشت بوده و میانگین تخلخل آن ۲۷ درصد است که این تخلخل تغییرات اندکی داخل چاه‌ها نشان می‌دهد. تراوایی در محدوده ۲۲۵ تا ۶۰۰ میلی داری است. در این منطقه سه لایه ماسه‌سنگی با نام‌های T31-sst1، T31-sst2 و T28-sst1 وجود دارد که توسط میان لایه‌های شیلی پلاژیک از هم جدا شده‌اند (شکل ۴). این لایه‌ها تقریباً به هم ناپیوسته هستند اگرچه در قسمت‌های گسل خورده احتمال ارتباط فشاری بین لایه‌ها وجود دارد. لایه‌های ماسه‌سنگی در بخش مورد مطالعه و مورد تزریق، تقریباً موازی بوده و توسط یک پایه کنگلومرا مشخص می‌شوند که این لایه کنگلومرا به عنوان لایه کلیدی با وضوح بالا در داده‌های لرزه‌نگاری قابل مشاهده و به نقشه در آوردن است. منطقه مورد تزریق از قسمت شرق و غرب توسط مرز کانالی ماسه‌سنگی و از قسمت شمال و جنوب توسط گسل‌ها کنترل می‌شود. داده‌های دو چاه در این منطقه در دسترس هستند که یکی از آنها برای تزریق گاز استفاده

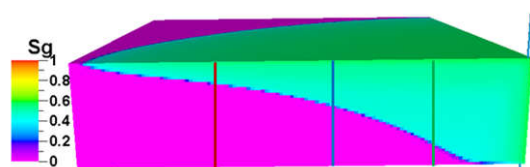




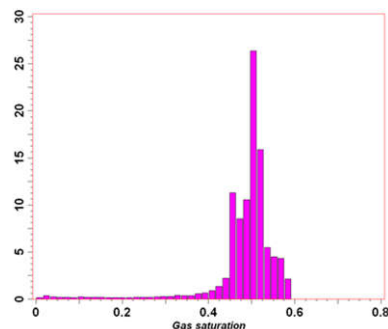
شکل ۴. (الف)، (ب) و (ج) مقطع لرزه‌نگاری در امتداد شمال غربی (چپ) - جنوب شرقی (راست) در لرزه‌نگاری قبل از تزریق گاز (۱۹۹۳)، ۴ سال بعد از تزریق گاز (۲۰۰۲) و اختلاف این دو لرزه‌نگاری (چهار بعدی). (د) نگاره اشعه گاما به همراه ماسه‌سنگ‌های مورد تزریق گاز (T31-ss2, T31-sst1 و T28-ss1) (فلاح و همکاران، ۲۰۱۱).

درصد آب در نظر گرفته شد. تزریق گاز در مدت ۲ سال و با نرخ تزریق متناسب با مدل اصلی (با در نظر گرفتن درصد کوچک‌شدگی مدل) انجام شد به طوری که تزریق گاز باعث تغییرات فشار قابل توجهی نشد (با توجه به اتصال مدل به یک آبده). شکل ۵-الف اشباع‌شدگی گاز را بعد از ۸ ماه تزریق گاز (به‌عنوان مثال) نشان می‌دهد. نمای سه‌بعدی اشباع‌شدگی گاز حاکی از توزیع و تغییرات

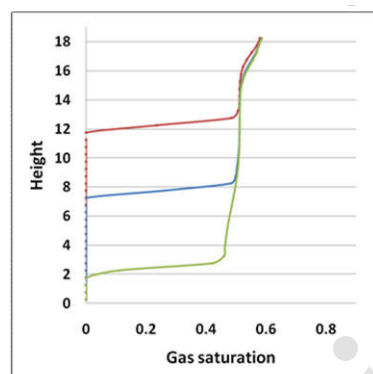
پارامترهای میانگین مخزن مورد استفاده (NTG، تخلخل، تراوایی و  $K_v/K_h$  برابر  $0.27/0.09$ ،  $0.006/0.009$  میلی داری و  $0.1$ ) در نظر گرفته شد. بقیه مشخصات مدل از قبیل نمودارهای تراوایی نسبی، جداول PVT و پارامترهای دیگر از مدل اصلی منطقه اخذ شد. برای حفظ و کنترل فشار در یک مقدار ثابت، مدل متصل به یک آبده نسبتاً قوی گردید و اشباع‌شدگی اولیه مدل به صورت ۱۰۰



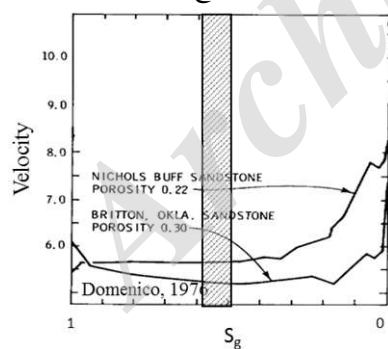
(الف)



(ب)



(ج)



(د)

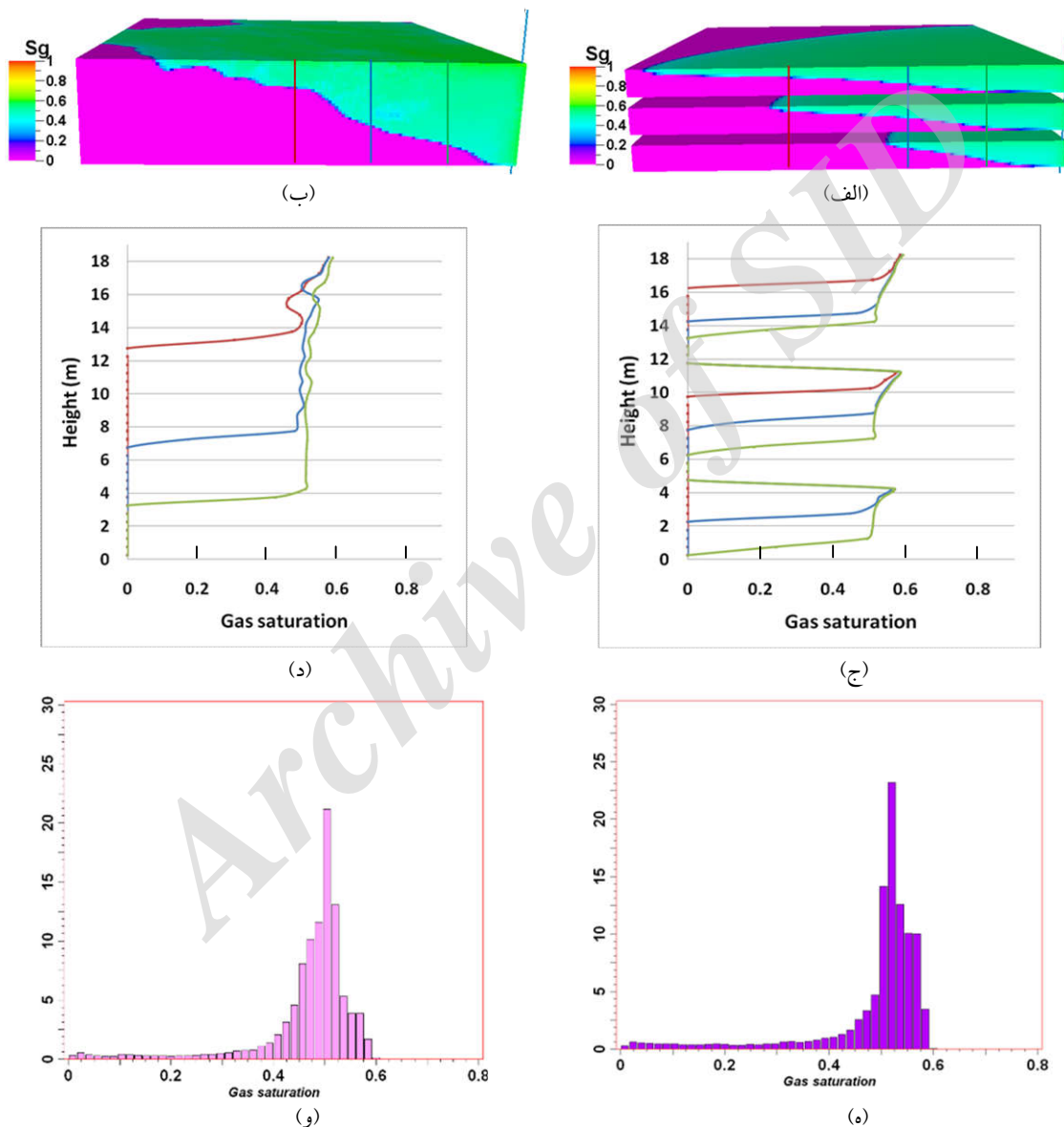
شکل ۵. توزیع و پراکندگی گاز در داخل مدل‌های ساخته شده در این تحقیق بعد از ۸ ماه تزریق گاز. (الف) نمایش سه‌بعدی مدل هموزن، (ب) هیستوگرام اشباع‌شدگی گاز مدل هموزن، (ج) مقطع عمودی تغییرات اشباع‌شدگی گاز در امتداد سه خط مشخص شده در: (الف) در مدل هموزن و (د) تغییرات سرعت صوت در مقابل اشباع‌شدگی گاز که در آن محدوده تغییرات اشباع‌شدگی مشاهده شده در مدل نشان داده شده است (دومنیکو، ۱۹۷۴).

ضخامت گاز در مخزن بوده به طوری که با دور شدن از چاه تزریقی، ضخامت گاز کمتر می‌شود. اشباع‌شدگی گاز، تغییرات بسیار اندک و قابل اغمازی داخل ضخامت گاز نشان می‌دهد. شکل ۵-ب هیستوگرام اشباع‌شدگی گاز را به تصویر درآورده است. میانگین اشباع‌شدگی گاز ۵۲ درصد با انحراف از معیار ۴ درصد است. شکل ۵-ج تغییرات اشباع‌شدگی گاز به صورت عمودی در امتداد ۳ خط نمایش داده شده در شکل الف (قرمز، آبی و سبز) را به تصویر درآورده است که گویای وجود زون انتقالی بسیار کوچک است که منجر به دو اشباع‌شدگی در مخزن شده است: اشباع‌شدگی گاز صفر درصد در پایه آبی مدل و اشباع‌شدگی ۵۲ درصد در داخل کلاهک گازی. نتایج این مدل‌سازی تأییدی بر تئوری ارائه شده در بخش قبلی می‌باشد. همان‌طور که در شکل ۵-د به تصویر درآمده است، تغییرات ۴ درصد اشباع‌شدگی گاز حول میانگین، تأثیر قابل تأمل و یا قابل ثبتي در محدوده لرزه‌نگاری نخواهد گذاشت.

با وجود حصول نتایج امیدوار کننده در مدل هموزن، نگرانی‌هایی از طرف تأثیر ناهمسانگردی و ناهمگنی مخزن بر روی توزیع و پراکندگی گاز داخل مخزن تزریق شده احساس می‌شود؛ بنابراین در مرحله دوم، اقدام به ساخت مدلی گردید که از سه لایه کاملاً جدا از هم (جدا شده توسط شیل ناتراوا) و با مشخصات متفاوت ساخته شد. تراوایی لایه‌ها به ترتیب ۶۰۰، ۴۰۰ و ۲۰۰ میلی داری در نظر گرفته شدند. NTG برابر ۰/۹، ۰/۸۴ و ۰/۷۵ بوده و تخلخل ثابت ۰/۲۷ انتخاب شد. محدوده اعداد انتخاب شده از روی تغییرات مدل اصلی منطقه انتخاب شدند. بقیه پارامترهای مدل عیناً از مدل اصلی برداشته شده و نرخ تزریق نیز از روی نسبت حجمی مدل مصنوعی به مدل اصلی در نظر گرفته شد. نتایج مشاهده شده گویای حرکت سریع گاز در لایه بالایی است که به سمت پایین از سرعت حرکت آن کاسته شده است که همخوانی با اثر

اشباع‌شدگی گاز بیشینه داخل ضخامت گاز تغییرات قابل توجهی را به نمایش نمی‌گذارد ولی تغییرات ضخامت گاز داخل هرکدام از لایه‌های مدل مشاهده می‌شود. ناهمگنی عمودی، باعث تنها یک درصد افزایش انحراف از معیار گاز شده است.

ثقلی دارد. شکل ۶-الف توزیع پراکندگی گاز را به صورت سه‌بعدی بعد از ۸ ماه تزریق گاز نشان می‌دهد. شکل ۶-ب مقطع عمودی پراکندگی گاز در امتداد ۳ خط نشان داده شده و شکل ۶-ج هیستوگرام اشباع‌شدگی گاز را بعد از ۸ ماه نمایش می‌دهد. اشباع‌شدگی گاز میانگین ۵۲ درصد و با انحراف از معیار ۵ درصد است.



شکل ۶. توزیع و پراکندگی گاز در داخل مدل‌های غیر متجانس عمودی و غیر متجانس کلی ساخته شده در این تحقیق بعد از ۸ ماه تزریق گاز. (الف) نمایش سه‌بعدی مدل غیر متجانس عمودی، (ب) نمایش سه‌بعدی مدل غیر متجانس، (ج) هیستوگرام اشباع‌شدگی گاز مدل غیر متجانس عمودی، (د) هیستوگرام اشباع‌شدگی گاز مدل غیر متجانس، (ه) مقطع عمودی تغییرات اشباع‌شدگی گاز در امتداد سه خط مشخص شده در قسمت (الف). (و) مقطع عمودی تغییرات اشباع‌شدگی گاز در امتداد سه خط مشخص شده در قسمت (د).

ذکر است که توزیع و پراکندگی گاز مشاهده شده در تمامی مدل‌ها بعد از مدت‌زمان ۶ ماه (تا آخر مدت‌زمان تزریق ۲ سال) به صورت مشروح در این بخش است و زمان ۸ ماه در تمامی مدل‌ها به صورت تصادفی و برای نمایش انتخاب شده است.

از روی مدل‌های ساخته شده در بالا و همچنین مدل‌های متفاوت دیگر که محدوده وسیع‌تری از تغییرات را در نظر گرفته است، می‌توان نتیجه گرفت که ناهمگنی در محدوده مخازن ماسه‌سنگی دریای شمال باعث از بین رفتن تئوری ارائه شده در این مقاله نیست و اشباع‌شدگی گاز داخل ضخامت گاز تقریباً ثابت و برابر اشباع‌شدگی گاز پیشینه است. تنها متغیر در مقیاس مخزن، تغییرات ضخامت گاز است. با توجه به در دسترس نبودن اطلاعات مربوط به مخازن با تراوایی بسیار کم (Tight Reservoirs) و نامناسب بودن منحنی‌های مویبگی و جداول موجود در داده‌های مخزن مورد مطالعه برای این‌گونه مخازن، احتمالاً نمی‌توان نتایج حاصله را در این‌گونه مخازن بسط داد. به نظر می‌آید نیاز به بررسی بیشتر مخازن با کیفیت پایین باشد. ولی با توجه به این مطلب که برای تزریق گاز (چه با اهداف ذخیره‌سازی و چه با اهداف ازدیاد برداشت)، معمولاً مخازن زیرزمینی با کیفیت مناسب (تراوایی متوسط تا بالا) انتخاب می‌شود، نگرانی قابل‌توجهی از مخازن با تراوایی پایین‌تر احساس نمی‌شود.

## ۵ پاسخ لرزه‌نگاری به گاز تزریق شده - مدل

### تحلیلی

نتایج مشروح در بخش‌های قبلی بیانگر آن است که با در نظر نگرفتن اثر فشار، پاسخ لرزه‌نگاری را می‌توان با استفاده از پارامترهای کشسانی سنگ‌های اشباع‌شده با آب ۱۰۰ درصد و اشباع‌شده با گاز (پیشینه اشباع‌شدگی گاز) مدل کرد. برای این کار، دو نشانگر اصلی لرزه‌نگاری چهاربعدی (تغییرات دامنه (Amplitude Change) و

برای بررسی اثر ناهمگنی‌های شدیدتر و واقعی‌تر بر روی توزیع و پراکندگی اشباع‌شدگی گاز، مدلی با ابعاد مشابه با مدل‌های قبلی ساخته شد ولی با تغییرات تخلخل ۲۶ تا ۲۸ درصد که مشابه تغییرات تخلخل در مدل اصلی و واقعی منطقه مورد مطالعه است. تراوایی تغییرات وسیع‌تری (۵۰ تا ۸۰۰ میلی داری) دارد که رابطه پیکاپ و سوربی (۱۹۹۶) بین تخلخل و تراوایی برای این کار استفاده شد. NTG بین ۰/۴ تا ۱ و با استفاده از پارامترهای زمین آماری (Geostatistics) مدل اصلی در داخل این مدل توزیع گردید. بقیه پارامترها از قبیل جداول اشباع‌شدگی و PVT و غیره عیناً از مدل اصلی استنتاج شدند. گاز به مدت ۲ سال تزریق شد و تغییرات اشباع‌شدگی گاز مورد تحقیق و بررسی واقع شد. در مقایسه با مدل‌های قبلی، تغییرات وسیع‌تر اشباع‌شدگی گاز داخل مدل غیر متجانس مشاهده شد. ولی بعد از مدت‌زمان ۶ ماه بعد از تزریق گاز (که معمولاً برای مطالعات لرزه‌نگاری چهار بعدی دائمی (Permanent Reservoir Monitoring) اختصاص داده می‌شود)، اشباع‌شدگی گاز به حالت تقریباً با ثباتی می‌رسد که قابل مقایسه با تغییرات اشباع‌شدگی گاز در داخل مدل‌های قبلی است. شبیه مدل‌های مصنوعی قبلی، اشباع‌شدگی گاز بعد از مدت‌زمان ۸ ماه تولید شدند. شکل ۶-د توزیع پراکندگی گاز را به صورت سه‌بعدی بعد از ۸ ماه تزریق گاز نشان می‌دهد. شکل ۶-ه مقطع عمودی پراکندگی گاز در امتداد ۳ خط نشان داده شده و شکل ۶-و هیستوگرام توزیع گاز را به تصویر کشیده است. میانگین اشباع‌شدگی گاز داخل ضخامت گاز برابر ۵۲ درصد و انحراف از معیار ۷ درصد مشاهده شد. شکل ۶-د و و نمایشگر تأثیر تغییرات پارامترهای استاتیکی مخزن (NTG، تخلخل و تراوایی) در داخل مدل بر روی توزیع و پراکندگی گاز است که همان‌طور که می‌توان مشاهده نمود، اثر این تغییرات کوچک و قابل اغماض است. قابل

مخزن اشباع شده توسط ۱۰۰ درصد آب و اشباع‌شدگی گاز بیشینه هستند.  $S'(t)$  بیانگر مشتق اول موجک است که تابعی از زمان مقطع لرزه‌نگاری (معادل عمق) است. نکته جالب آن است که در اثر تیونینگ (*Tuning*) دامنه لرزه‌نگاری بعد از تزریق گاز، موجک تبدیل به مشتق اول موجک می‌شود که این نتیجه به صورت عددی تأیید می‌شود. در رابطه (۳) تمامی پارامترها در طول زمان تزریق ثابت بوده و تنها متغیر ضخامت گاز است که بیانگر رابطه خطی بین نشانگر لرزه‌نگاری تغییرات دامنه و ضخامت گاز تزریق شده است. ضخامت گاز، قابل تبدیل به حجم گاز در داخل هر سلول با اندازه  $\Delta x \Delta y \Delta z$  است. برای این کار می‌توان از رابطه زیر استفاده نمود.

$$V_g = h_g \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot NTG \cdot \phi \cdot S_{g \max} \quad (4)$$

که  $V_g$  حجم گاز،  $h_g$  و  $S_{g \max}$  به ترتیب برابر ضخامت گاز و اشباع‌شدگی گاز بیشینه می‌باشند.

## ۶ پاسخ لرزه‌نگاری به گاز تزریق شده -

### مدل‌سازی عددی

برای تحلیل جزئی‌تر و دقیق‌تر مباحث ارائه شده در بخش‌های بالا، اقدام به مدل‌سازی عددی از روی لرزه‌نگاری مصنوعی برای مدل‌های شیب‌ساز مشروح در بخش‌های قبلی و همچنین چندین مدل دیگر گردید تا اثر پارامترهای مختلف بر روی پاسخ‌های لرزه‌نگاری بررسی شود. برای این کار از روش و الگوریتم ارائه شده توسط امینی و همکاران (۲۰۱۱) استفاده شد. در این فرآیند، پارامترهای پترولاستیک توسط نگاره‌های سرعت تراکمی و برشی ( $P$  و  $S$ )، چگالی، اشباع‌شدگی و اشعه گاما کالیبره شدند و مشخصات کشسانی سیال از اندازه‌گیری‌های PVT استخراج شدند. پارامترهای پیکره

شیفت زمان (Timeshift) انتخاب می‌شوند. مشابه مطالعات چاپ شده توسط فلاحت و همکاران (۲۰۱۱) و (۲۰۱۴)، مخزنی را فرض می‌کنیم با تخلخل و ضخامت  $\phi$  و  $H$  و نسبت مخزن به غیر مخزن NTG. سرعت صوت در سنگ قبل و بعد از تزریق با  $V$ ،  $V'$  نمایش داده می‌شود. گاز تزریق شده ضخامت  $h$  را اشغال خواهد کرد. در این حالت می‌توان رابطه زیر بین نشانگر شیفت زمانی برای زاویه فرود عمودی و گاز تزریق شده را از روابط فیزیک سنگ استخراج کرد:

$$\Delta t = 2 \cdot \left( \frac{H}{V} - \left( \frac{h_g}{V'} + \frac{(H - h_g)}{V} \right) \right) \quad (2)$$

$$= 2 \cdot \left( \frac{V' - V}{VV'} \right) h_g$$

با توجه به ثابت بودن اشباع‌شدگی گاز در داخل ضخامت گاز، تمامی پارامترها در رابطه (۲) ثابت بوده و تنها متغیر ضخامت گاز ( $h$ ) است. همان‌طور که رابطه (۲) نشان می‌دهد، رابطه خطی بین نشانگر لرزه‌نگاری شیفت زمانی و ضخامت گاز تزریق شده وجود دارد.

مشابه رابطه (۲)، می‌توان از معادلات فیزیک سنگ و ژئوفیزیک، رابطه (۳) را بین نشانگر لرزه‌نگاری تغییرات دامنه و ضخامت گاز تزریق شده استخراج کرد:

$$\Delta A = A_{comp-m} - A_{comp-b} = h_g \left\{ \left( \frac{Z_{sh} - Z_g}{Z \cdot V'} \right) - \left( \frac{Z_{sh} - Z_w}{Z \cdot V} \right) \right\} S'(t), \quad (3)$$

که  $Z_w$  و  $Z_g$ ،  $Z_{sh}$  به ترتیب نشانگر مقاومت صوتی (Acoustic Impedance) شیل احاطه کننده مخزن (بالا و پایین مخزن) و سنگ مخزن اشباع شده توسط گاز و آب هستند. همچنین  $\bar{Z}$  میانگین مقاومت صوتی‌ها می‌باشد. مشابه رابطه (۲)،  $V$  و  $V'$  سرعت صوت در سنگ‌های

شمال، تنها باعث پراکندگی جزئی نقاط شده است (در حد ۲ درصد و با  $R^2 = 0.98$ ) ولی رابطه خطی هنوز حفظ گردیده است (بعد از مدت زمان ۸ ماه از شروع تزریق گاز که متناسب با فواصل زمانی لرزه‌نگاری چهاربعدی است). قابل ذکر است که برای ترکیب گاز و آب در معادلات پترولاستیکی از میانگین‌گیری هارمونیک استفاده شده است ولی هنوز رابطه خطی بین حجم گاز (یا ضخامت گاز) تزریق شده و نشانگرهای لرزه‌نگاری وجود دارد که تأییدی است بر روابط شماره ۲ و ۳ که به صورت تحلیلی استخراج شده‌اند.

تمامی مباحث ارائه شده در بخش‌های قبلی، پوشش‌دهنده‌ی مخازن نازک با ضخامت کمتر از ضخامت تیونینگ (Tuning Thickness) هستند. صحت روابط بررسی شده در مخازن ضخیم نیاز به بررسی واقع‌گرایانه دارند. برای این کار سه مدل ضخیم یک‌بعدی با ضخامت ۲۰۰ متر ساخته شدند (شکل ۸). مدل اول حاوی ماسه‌سنگ ضخیم و یکپارچه با ضخامت ۱۴۰ متر که توسط لایه‌های شیلی احاطه شده‌اند. مدل دوم حاوی دو لایه ماسه‌سنگی و مدل سوم حاوی پنج لایه ماسه‌سنگی است که در داخل ضخامت ۲۰۰ متر به صورت تصادفی پراکنده شده‌اند. از مدل اول به سمت مدل سوم ضخامت ماسه‌سنگ‌ها کمتر می‌شوند ولی ضخامت کل ۲۰۰ متر می‌باشد. قابل توجه است مدل سوم به مخازن طبیعی نزدیک‌تر است زیرا در طبیعت، لایه‌های مخزنی حاوی میان‌لایه‌های غیر مخزنی با جنس‌های متفاوت می‌باشد. مشخصات ماسه‌سنگ‌های مخزنی به صورت میانگینی از مدل اصلی منطقه مورد مطالعه در نظر گرفته شده است. در حالت‌های قبل از تزریق گاز، تمامی مدل‌ها از آب با اشباع‌شدگی ۱۰۰ درصد پر شده‌اند که بعد از تزریق، دارای اشباع‌شدگی گاز بیشینه خواهند بود. مراحل مختلف تزریق گاز با تغییرات ضخامت گاز مدل‌سازی شده‌اند. قابل ذکر است که مشابه حالت‌های واقعی، ضخامت گاز

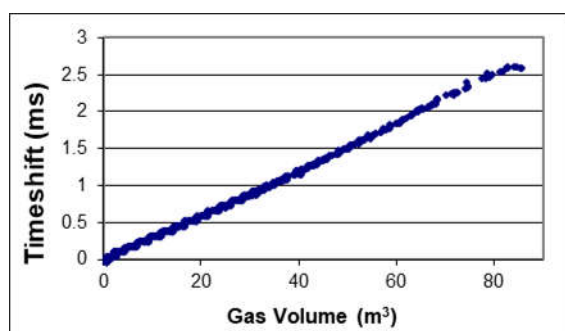
جامد خشک (Dry Frame Properties) و حساسیت به فشار از روی معادلات پیشنهاد شده توسط مک‌بث (۲۰۰۴) محاسبه و با استفاده از معکوس‌سازی گاسمن به‌روز شدند. تغییرات پارامترهای کشسانی آب، نفت و گاز از روی معادلات بتزل و وانگ (۱۹۹۲) محاسبه شدند و سیالات و گاز توسط میانگین‌گیری هارمونیک (Harmonic Averaging) با همدیگر مخلوط گردیدند. مدل کانولوشن یک‌بعدی (1D Convolution) برای تمامی محدوده زاویه‌ها استفاده شد و داده‌ها با همدیگر برانبارش شدند تا داده‌های پس از برانبارش در این کار تحقیقی استفاده شود. موجک از داده‌های چاه و لرزه‌نگاری بعد از گره زدن (Synthetic Tie) استخراج شد. برای محاسبه نشانگر زمانی، یک افق در زیر مخزن تعیین شد که به اندازه بیشتر از ضخامت تیونینگ با زیر مخزن فاصله داشته باشد و اختلاف زمان این افق قبل و بعد از تزریق گاز محاسبه شد. برای محاسبه نشانگر تغییرات دامنه، میانگین (RMS (Root Mean Square) برای چند میلی‌ثانیه حول تاپ مخزن به صورت جداگانه قبل و بعد از تزریق گاز محاسبه شد. تفریق این دو نقشه، مقدار تغییرات دامنه را منجر گردید. اثر میرایی (Attenuation) در طول این مقاله در نظر گرفته نشده است و همچنین فرض اصلی این است که طول‌موج (و طبیعتاً فرکانس) داده‌های لرزه‌ای ثابت می‌باشد.

شکل ۷ نتایج نشانگرهای لرزه‌ای تغییرات دامنه و شیفت زمانی را برای مدل‌های شبیه‌ساز بحث شده در بخش‌های قبلی، مدل هموزن (الف و ب)، برای مدل غیرمتجانس عمودی (ج و د) و برای مدل کاملاً غیرمتجانس (ه و و) را در مقابل حجم گاز تزریق شده نشان می‌دهد. همان‌طور که قابل مشاهده شد، در تمامی حالت‌ها، هر دو نشانگر لرزه‌نگاری چهاربعدی، رابطه خطی با حجم گاز (یا ضخامت گاز) تزریق شده به نمایش می‌گذارند. افزایش ناهمگنی مخزن در حد مخازن دریای

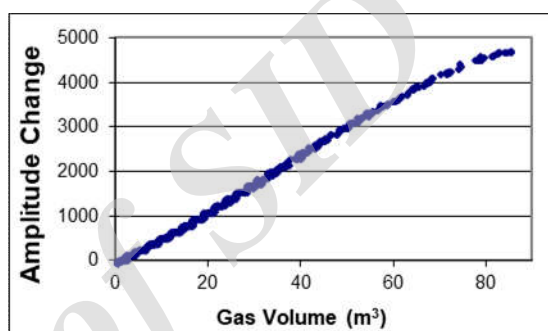
تغییرات دامنه، میانگین RMS برای پنجره‌ای از بالای مخزن تا زیر آن قبل و بعد از تزریق محاسبه شد و اختلاف آنها به‌عنوان تغییرات دامنه در نظر گرفته شد. در تمامی مدل‌ها، یک تراف (Trough) لرزه‌نگاری در بالای مخزن وجود دارد و هرکدام از ماسه‌سنگ‌ها تراف و پیک‌های (Peak) لرزه‌نگاری به‌صورت مستقل خواهند داشت.

از قسمت بالای مخازن به سمت پایین افزایش می‌یابد. گاز در نظر گرفته به تناسب ضخامت هرکدام از لایه‌ها توزیع پراکنده شده‌اند.

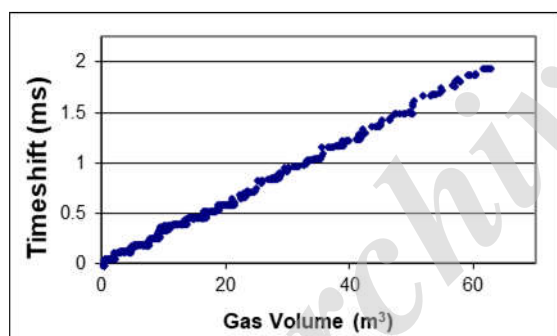
پارامترهای پترولاستیکی مشابه با مدل‌های قبلی که از روی منطقه مورد مطالعه اصلی انتخاب شده بودند در این مرحله استفاده شد. برای نشانگر شیفت زمانی، افقی زیر مخزن و با فاصله قابل توجه انتخاب شد و برای نشانگر



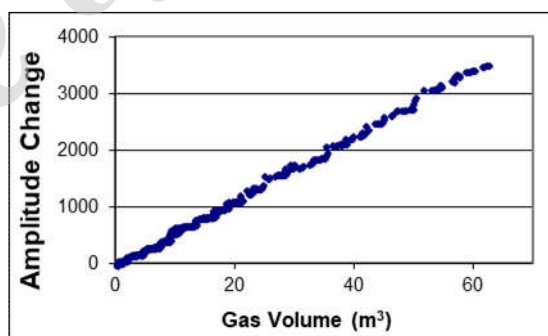
(ب)



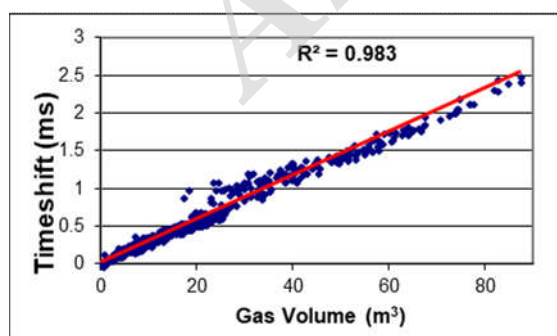
(الف)



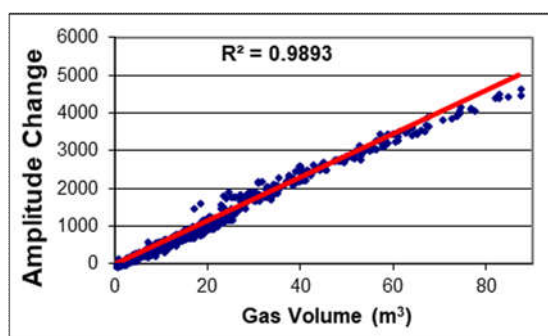
(د)



(ج)

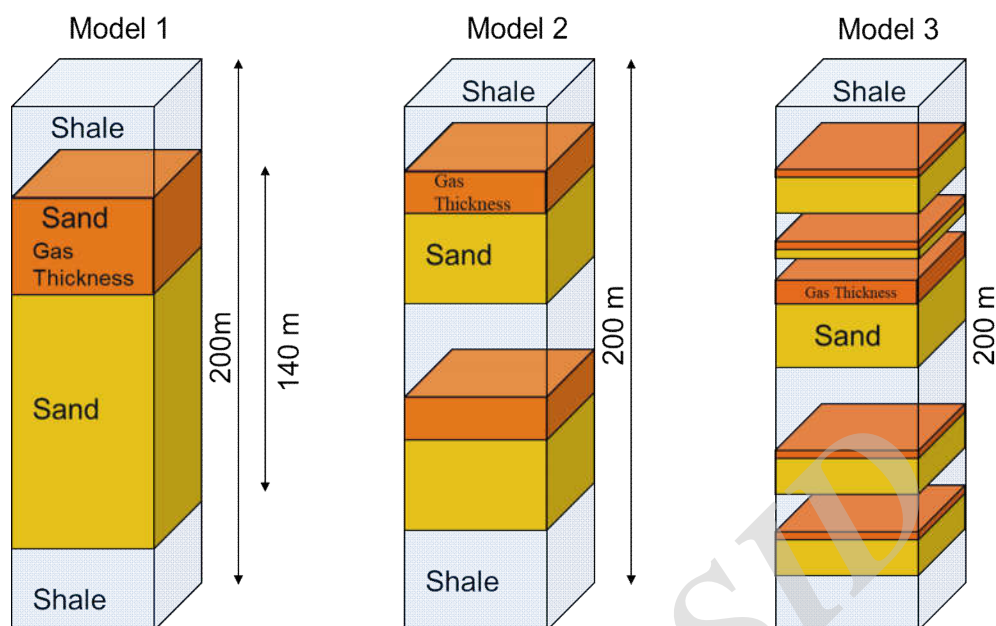


(و)



(ه)

شکل ۷. نشانگرهای لرزه‌نگاری چهاربعدی (تغییرات دامنه و شیفت زمانی) در مقابل حجم گاز تزریق شده برای مدل‌های (الف) و (ب) هموزن، (ج) و (د) غیر متجانس عمودی، (ه) و (و) کاملاً غیر متجانس.



شکل ۸ هندسه مدل‌های یک‌بعدی که جهت مطالعه مخازن ضخیم ساخته شدند. ضخامت گاز در هر سه مدل در مرحله ابتدایی صفر است که به ترتیب و به تناسب ضخامت لایه‌ها، از قسمت بالای لایه‌ها شروع به افزایش می‌کند.

می‌باشد. برای ضخامت‌های کمتر از ضخامت تیونینگ، رابطه خطی بین تغییرات دامنه و ضخامت گاز وجود دارد. با افزایش ضخامت گاز و رسیدن آن به ضخامت تیونینگ، پاسخ لرزه‌نگاری مستقل از ضخامت گاز تزریق شده می‌شود و فقط تابعی از تضاد مقاومت صوتی (Acoustic Impedance) بین مخزن و لایه بالایی خواهد بود. برای مدل دوم، پاسخ نشانگر شیفت زمانی به ضخامت گاز تزریق شده مشابه مدل اول و به صورت خطی می‌باشد (شکل ۹-ج و ۹-د) ولی پاسخ نشانگر تغییرات دامنه قابل توجه است (شکل ۹-ج و ۹-د). در این مدل ضخامت تیونینگ هر دو لایه ماسه‌سنگی با هم انباشته شده و در نتیجه، بخش دارای رابطه خطی بین نشانگر تغییرات دامنه و ضخامت گاز تقریباً دو برابر شده است. ولی همان‌طور که مشاهده می‌شود، بعد از رسیدن به ضخامت تیونینگ، پاسخ لرزه‌ای مستقل از ضخامت گاز تزریق شده است. برای مدل سوم (شکل ۹-ه و ۹-و)، رابطه بین هر دو نشانگر تغییرات دامنه و شیفت زمانی با ضخامت گاز

میانگین RMS کلی برای پنجره‌ای از بالا تا پایین مدل، اثر تمامی پیک و تراف‌های داخل مدل را جمع می‌کند، بنابراین نمایانگر گاز تزریق شده به تمامی میان‌لایه‌های ماسه‌سنگی خواهد بود. نشانگرهای لرزه‌نگاری تغییرات دامنه و شیفت زمانی در مقابل ضخامت گاز در شکل ۹ به تصویر کشیده شده است. با توجه به ثابت بودن تخلخل و NTG در این مدل‌ها، ضخامت گاز قابل تبدیل به حجم گاز با استفاده از رابطه خطی (۴) است.

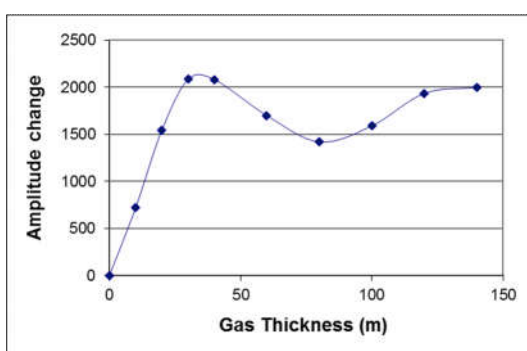
شکل ۹-الف و ۹-ب، نشانگرهای تغییرات شیفت زمانی و دامنه را برای مدل اول نشان می‌دهد که نمایانگر رابطه خطی بین شیفت زمانی و ضخامت گاز تزریق شده است. دلیل این مطلب آن است که نشانگر شیفت زمانی محاسبه شده در زیر مخزن، بیانگر تغییرات سرعت صوت در تمامی لایه‌های مخزنی است و این نشانگر مستقل از ضخامت کل مخزن است. با وجود این، رابطه تغییرات دامنه غیر خطی است. پاسخ این نشانگر مشابه اثر تیونینگ است که با یک مدل گوه (Wedge Model) قابل توجه



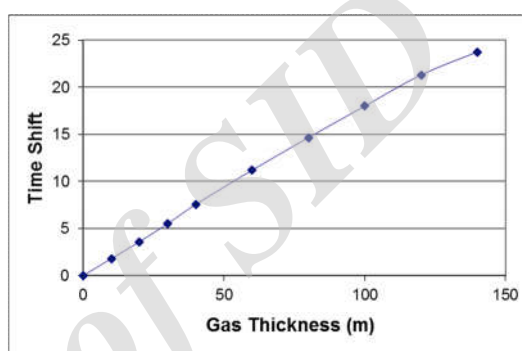
هستند که در اثر تغییر رژیم محیط رسوب گذاری به وجود آمده‌اند؛ بنابراین مدل شماره سوم نزدیک به مخازن واقعی دنیا است.

در مرحله نهایی، چاهی که عملیات تزریق گاز در منطقه مورد مطالعه در آن انجام گرفت برای انجام مدل‌سازی لرزه‌نگاری مصنوعی انتخاب شد تا پاسخ لرزه‌ای در یک مخزن واقعی مشاهده شود. همان‌طور که

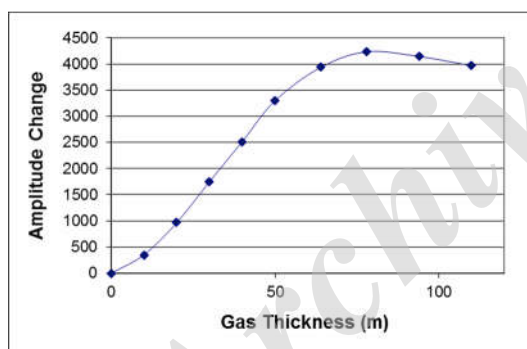
تزریق شده خطی می‌باشند. دلیل خطی بودن پاسخ نشانگر تغییرات دامنه، اثر تداخل و تیونینگ بین ماسه‌سنگ‌های مختلف است. این اثر باعث شده با وجود داشتن مخزن ضخیم، به دلیل تشکیل مخزن از میان لایه‌های مختلف، اثر تیونینگ منجر به وجود آمدن رابطه خطی شود. قابل ذکر است که اکثر مخازن ماسه‌سنگی (دریای شمال و بقیه قسمت‌های دیگر جهان) متشکل از میان لایه‌های متعددی



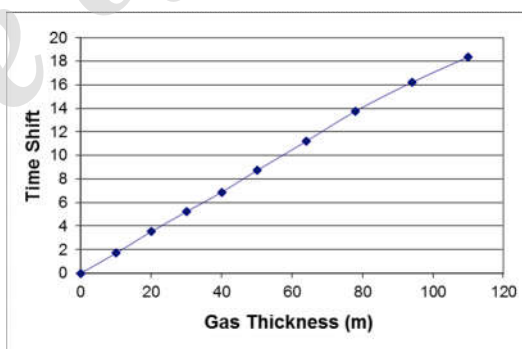
(ب)



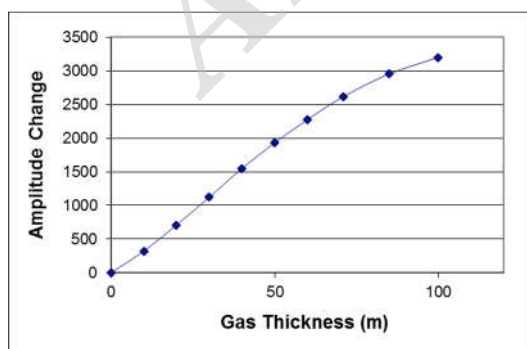
(الف)



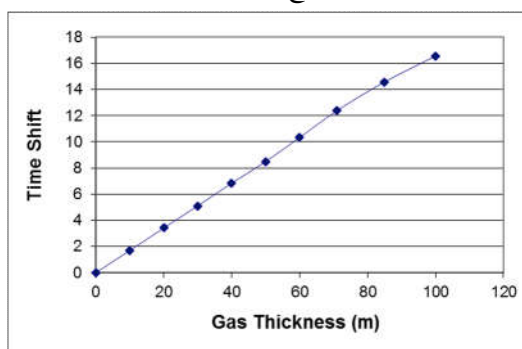
(د)



(ج)



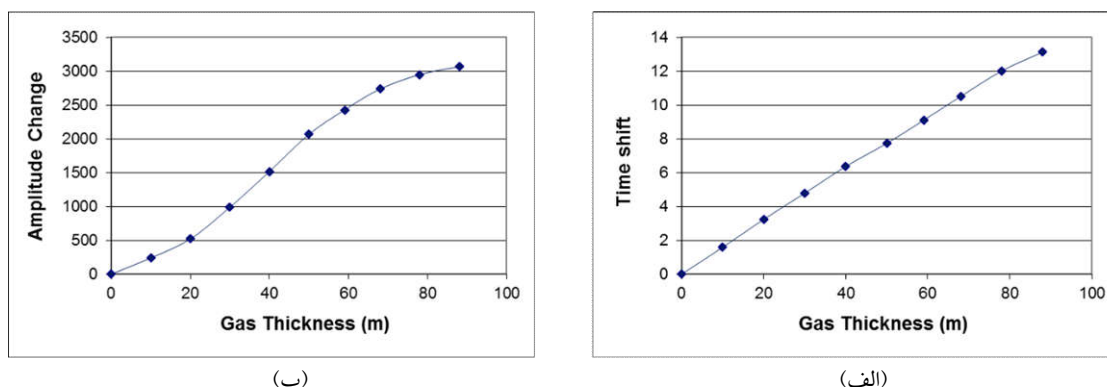
(و)



(ه)

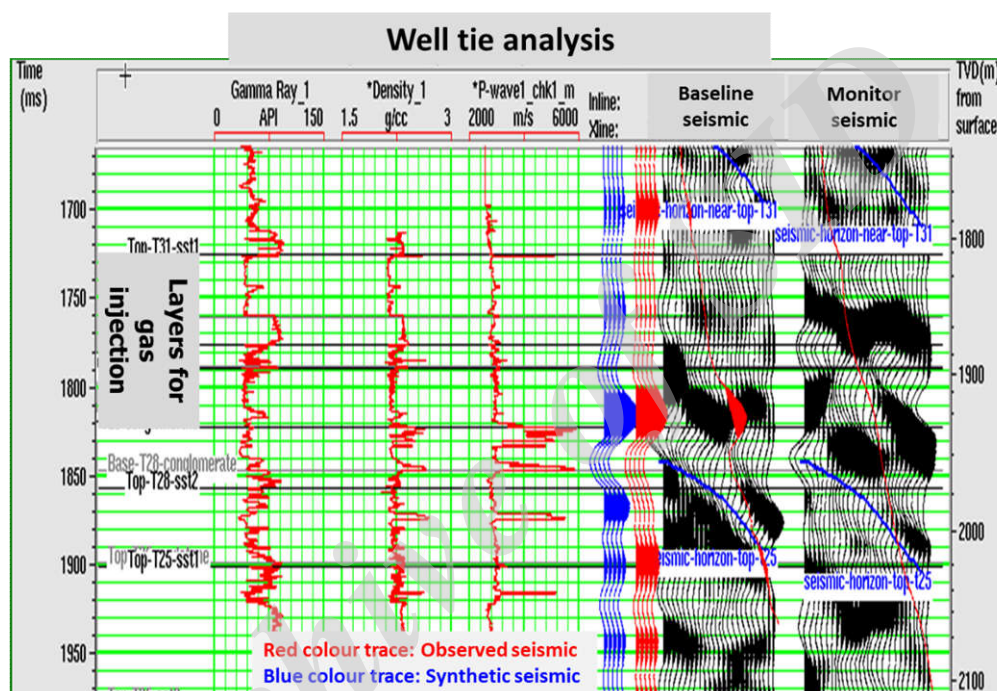
شکل ۹. نشانگرهای لرزه‌نگاری چهاربعدی (تغییرات دامنه و شیفت زمانی) در مقابل ضخامت گاز تزریق شده برای مدل‌های (الف) و (ب) شماره ۱، (ج) و (د)

شماره ۲، (ه) و (و) شماره ۳ نشان داده شده در شکل ۸



(ب)

(الف)



(ج)

شکل ۱۰. (الف) و (ب) نشانگرهای لرزهنگاری چهاربعدی (تغییرات دامنه و شیفت زمانی) در مقابل ضخامت گاز تزریق شده به چاه منطقه مورد مطالعه در دریای شمال. (ج) سایز میک مصنوعی و واقعی در محل چاه.

خطی می‌باشد و نیز پاسخ نشانگر تغییرات دامنه نزدیک به رابطه خطی است که با تقریب خوبی می‌توان آن را خطی در نظر گرفت. با توجه به اینکه لایه‌های ماسه‌سنگی در کل منطقه تزریق شده، تقریباً به موازات هم هستند، این رابطه خطی در کل مخزن قابل انتظار است که این مورد در مقاله فلاح و همکاران (۲۰۱۱) مورد بحث و بررسی قرار گرفته است.

در بخش قبلی اشاره شد، این مخزن شامل سه لایه ماسه‌سنگی است که توسط میان‌لایه‌های شیلی از همدیگر جدا شده‌اند (شکل ۴ و شکل ۱۰-ج). ضخامت کل لایه‌های ماسه‌سنگی ۹۰ متر است. مشابه حالت‌های قبلی پاسخ لرزهنگاری قبل و بعد از تزریق گاز و با الگوریتم مشابه محاسبه شده و در مقابل ضخامت گاز تزریق شده رسم گردید (شکل ۱۰). مشابه مدل‌های قبلی، پاسخ نشانگر تغییرات شیفت زمانی به ضخامت گاز تزریق شده

## ۷ نتیجه‌گیری

گاز با اهداف ذخیره‌سازی زیرزمینی و یا ازدیاد برداشت، به مخازن هیدروکربنی تزریق می‌گردد. مسیر حرکت گاز و سرنوشت گاز تزریق شده یکی از موارد مهم برای تصمیم‌گیری در خصوص پروژه است که آیا نیاز به ادامه، بهینه‌سازی و قطع پروژه دارد. داده‌های لرزه‌نگاری چهاربعدی به‌وفور برای پایش (Monitoring) پروژه‌های تزریق گاز استفاده شده است. در صورت درک صحیح پاسخ‌های لرزه‌نگاری سه و یا چهاربعدی، این تکنیک نسبتاً جدید توانایی ثبت توزیع و پراکندگی گاز را در مخازن زیرزمینی خواهد داشت. با مرور ادبیات پیشینه لرزه‌نگاری مشخص می‌شود که روابط بسیار متعدد و حتی معکوسی بین گاز تزریق شده و پاسخ‌های لرزه‌ای استفاده شده است. کاربرد این روابط متعدد و متفاوت که اکثراً از نتایج اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی منتج شده است نشانگر آن است که درک صحیحی از نحوه حرکت، پراکندگی و توزیع گاز در مخازن زیرزمینی در ادبیات لرزه‌نگاری وجود ندارد. با استفاده از چندین مدل با هندسه و ناهمگنی‌های مختلف، اقدام به بررسی پراکندگی و توزیع گاز در مقیاس مخزن گردید. تمامی مدل‌ها نشانگر آن است که گاز بعد از تزریق شدن به خاطر وجود نیروی ثقلی به سمت بالای مخزن حرکت کرده و در مدت‌زمان کوتاهی به اشباع‌شدگی گاز بیشینه می‌رسد که عددی تقریباً ثابت در کل مخزن است. با ادامه تزریق گاز، ضخامت گاز شروع به افزایش کرده ولی اشباع‌شدگی گاز ثابت می‌ماند؛ بنابراین، برعکس مشاهدات آزمایشگاهی، تنها متغیر اصلی و تأثیرگذار بر روی پاسخ‌های لرزه‌نگاری چهاربعدی، ضخامت و یا حجم گاز تزریق شده است. با استفاده از مشاهدات مذکور و با استفاده از معادلات فیزیکی سنگ و ژئوفیزیک، دو رابطه به‌صورت تحلیلی استخراج شد که بیانگر رابطه خطی بین دو نشانگر اصلی لرزه‌نگاری چهاربعدی و گاز تزریق شده

است. صحت این معادلات توسط مدل‌های متعدد با ساختمان و ناهمگنی‌های متفاوت امتحان شد. افزایش نامتجانسی (Heterogeneity) مخزن باعث افزایش بسیار اندک انحراف از معیار (در حد زیر ۲ درصد) این معادلات می‌شود که قابل اغماض است. همچنین مشاهده شد که رابطه خطی بین نشانگر تغییرات دامنه و حجم گاز تزریق شده در مخازن ضخیم متراکم و یکپارچه نادرست است ولی با توجه به اینکه مخازن ضخیم معمولاً حاوی میان‌لایه‌های متعدد هستند، به خاطر اثر تیونینگ، این رابطه خطی همچنان قابل استفاده خواهد بود. نتایج این کار تحقیقی قابل کاربرد در مخازن با کیفیت متوسط تا بالاست ولی در مورد مخازن با تخلخل و تراوایی پایین، به خاطر نحوه متفاوت توزیع و پراکندگی گاز در مقیاس مخزن، نیاز به بررسی با استفاده از مدل‌ها و داده‌های متناسب با این مخازن است؛ اما با توجه به اینکه پروژه‌های تزریق گاز با اهداف ذخیره‌سازی و یا ازدیاد برداشت معمولاً در مخازن با کیفیت متوسط به بالا انجام می‌گیرد، لذا نگرانی قابل توجهی در محدوده پروژه‌های فعلی فعال در سطح بین‌المللی احساس نمی‌شود.

## تقدیر و تشکر

این کار پژوهشی در دانشگاه هریوت-وات انگلستان انجام گردید و نویسنده این مقاله لازم می‌داند از آقایان پروفیسور کالین مک‌بت، دکتر اصغر شمس و دکتر حامد امینی به خاطر همکاری‌های ایشان در طول اجرای این پروژه تشکر داشته باشد. حامیان مالی پروژه ETLP (Edinburgh Time Lapse Project) شایسته تشکر و قدردانی برای حمایت مالی و تقبل هزینه‌های این پروژه هستند. از شرکت نفتی BP به خاطر در اختیار گذاشتن داده‌های مورد استفاده در این پروژه تشکر می‌شود. شرکت ملی نفت ایران به خاطر تقبل بخشی از هزینه‌های انجام این پروژه شایسته تشکر و قدردانی است.

- Relative Permeability, Journal of petroleum technology, February, 199-204.
- Konishi, C., Azuma, H., Nabuoka, D., Xue, Z., and Watanabe, J., 2008, Estimation of CO saturation considering patchy saturation at Nagaoka: 70th EAGE Conference and Exhibition, Rome, Italy, DOI: 10.3997/2214-4609.20147806.
- Lumley, D., Adams, D., Wright, R., Markus, D., and Cole, S., 2008, Seismic monitoring of CO<sub>2</sub> geo-sequestration: realistic capabilities and limitations: 78th SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts, 2841-2845.
- MacBeth, C., 2004, A classification for the pressure-sensitivity properties of a sandstone rock frame, *Geophysics*, **69**(2), 497-51.
- Morgan, J. T., and Gordon, D. T., 1970, Influence of pore geometry on water-oil relative permeability: *Journal of Petroleum Technology*, October, 1199-1208.
- Morrow, N. R., and Melrose, J. C., 1991, Application of capillary pressure measurements to the determination of connate water saturation. In: *Interfacial Phenomena in Petroleum Recovery* (ed. N. R. Morrow), 257-287.
- Pentland, C. H., Al-Mansoori, S., Iglauer, S., Bijeljic, B., and Blunt, M. J., 2008, Measurements of non-wetting phase trapping in sand packs: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, USA, September, 115697.
- Pickup, G. E., and Sorbie, K. S., 1996, The scaleup of two-phase flow in porous media using phase permeability tensors: *Society of Petroleum Engineers Journal*, December, 369-381.
- Sengupta, M., and Mavko, G., 2003, Impact of flow-simulation parameters on saturation scales and seismic velocity: *Geophysics*, **68**(4), 1267-1280.
- Tiab, D., and Donaldson, E. C., 2004, *Petrophysics, Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*: Gulf Professional Publishing, Elsevier, USA.
- Timur, A., 1968, An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relation for sandstone reservoirs: *The Log Analyst*, **9**(4), 8-15.
- Wagner, S., Pennington, W., and MacBeth, C., 2004, Gas Saturation Calculated from Patchy and Homogeneous Models at Foinaven Field, 74th SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts, 1746-1749.
- منابع
- Amini, H., MacBeth, C., and Shams, A., 2011, Calibration of Simulator to Seismic Modelling for Quantitative 4D Seismic Interpretation: 73<sup>rd</sup> EAGE Conference and Exhibition, Vienna, Austria, DOI: 10.3997/2214-4609.20149409.
- Batzle, M. and Wang, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids: *Geophysics*, **57**(11), 1396-1408.
- Corey, A. T., and Rathjens, C. H., 1956, Effect of stratification on relative permeability: *Petroleum Transaction, AIME*, 358-360.
- Danesh, A., 1998, PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids: ELSEVEIR Science B. V., Amsterdam, The Netherlands.
- Domenico, S. N., 1974, Effect of water saturation on seismic reflectivity of sand reservoirs encased in shale: *Geophysics*, **39**(6), 759-766.
- Dumont, M. H., Fayemendy, C., Mari, J. L., and Huguet, F., 2001, Underground gas storage: estimating gas column height and saturation with time lapse seismic: *Petroleum Geoscience*, **7**, 155-162.
- Falahat, R., Shams, A., MacBeth, C., 2011, Towards quantitative evaluation of gas injection using time-lapse seismic data: *Geophysical Prospecting*, **59**(2), 310-322.
- Falahat, R., 2012, Quantitative Monitoring of Gas Injection, Exsolution and Dissolution Using 4D Seismic: Ph. D. Thesis, Heriot-Watt University.
- Falahat, R., Obidegwu, D., Shams, A., and MacBeth, C., 2014, The interpretation of amplitude changes in 4D seismic data arising from gas exsolution and dissolution: *Petroleum Geoscience*, **20**(3), 303-320.
- Firoozabadi, A., 1999, *Thermodynamics of hydrocarbon reservoirs*: McGraw-Hill Book Co., USA.
- Gassmann, F., 1951, Ueber die Elastizität poröser medien, *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft, Zürich*, **96**, 1-23 (English translation from [http://sepwww.stanford.edu/sep/berryman/P\\_S/gassmann.pdf](http://sepwww.stanford.edu/sep/berryman/P_S/gassmann.pdf)).
- Han, D. H., and Batzle, M., 2002, Fizz water and low gas-saturated reservoirs: *The Leading Edge*, April, 395-398.
- Huang, X., Will, R., Khan, M., and Stanley, L., 2001, Integration of time-lapse seismic and production data in a Gulf of Mexico gas field, *The Leading Edge*, **20**, 278-289.
- Keelan, D. K., 1976, A Practical Approach to Determination of Imbibition Gas-Water

## Seismic response to injected gas into reservoir for storage and enhanced oil recovery purposes

Reza Falahat<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>Assistant Professor, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran

(Received: 22 September 2017, Accepted: 17 February 2018)

### Summary

Natural gas is accumulated in the reservoirs as either separate gas reservoir or the gas cap in an oil reservoir. Besides, gas is also injected into a hydrocarbon reservoir for IOR/EOR or gas storage purposes. Due to the reservoir heterogeneity or fault pattern in reservoir, gas could move to unplanned parts of the reservoir or could even be leaked, which in turn, deviates from the purpose of the gas injection. To overcome this problem and to monitor the fate of injected gas, 4D seismic data has recently been employed by oil and gas companies. 4D seismic, that is indeed, the repeated 3D seismic through the time has been recently revealed to be a successful tool for this purpose. However, there has been reported some challenges about the quantitative estimation of injected gas using 4D seismic data. The source of this challenge is mainly due to the non-linear response of elastic properties of saturated rock versus gas saturation. Once the gas is injected into core plug in the laboratory, the compressional velocity is significantly decreased for a few percents of gas saturation. Nonetheless, for higher gas saturation variation, not a considerable change is observed in compressional velocity. Because of this extremely non-linear behaviour, some researchers have concluded that the quantification of gas response is not possible using seismic data. In this research, it is tried to understand the reservoir scale gas distribution that is found to be different from the laboratory scale. Gas is migrated towards the upper part of the reservoir due to the gravity effect. It is quickly reached at a fixed gas saturation that is around maximum gas saturation ( $1-S_{wir}$ ). Continuation of gas injection increases gas thickness from top to base of reservoir, while gas saturation is practically fixed. Therefore, unlike the laboratory scale, the only variable on the reservoir scale would be the gas thickness, and not gas saturation. This is the key observation that would assist to understand proper 3D and 4D seismic response to injected gas. Two main 4D seismic attributes are chosen in this paper to understand those responses. The response of time shift and amplitude change were derived analytically and investigated numerically. The variety of reservoir models with different thickness and heterogeneities were made to analyze the seismic response. It can be concluded that for the medium to high-quality reservoirs, seismic response to the injected gas is simply linear; therefore, 4D seismic is still a powerful tool to quantitatively estimate the volume, distribution and migration path of the injected gas. It is proposed to continue this research to understand the seismic response on low quality (permeability and porosity) reservoirs.

**Keywords:** 3D and 4D seismic, gas injection, gas storage, reservoir IOR/EOR

\*Corresponding author:

rezafalahat2001@gmail.com